

В результате исследований наблюдаются следующие процессы: разогрев в зоне воздействия; ускорение гравитационной агрегации нефти, частичное разрушение образца (рис. 2а), повышение пористости и проницаемости увеличиваются (рис. 2б, 2в).

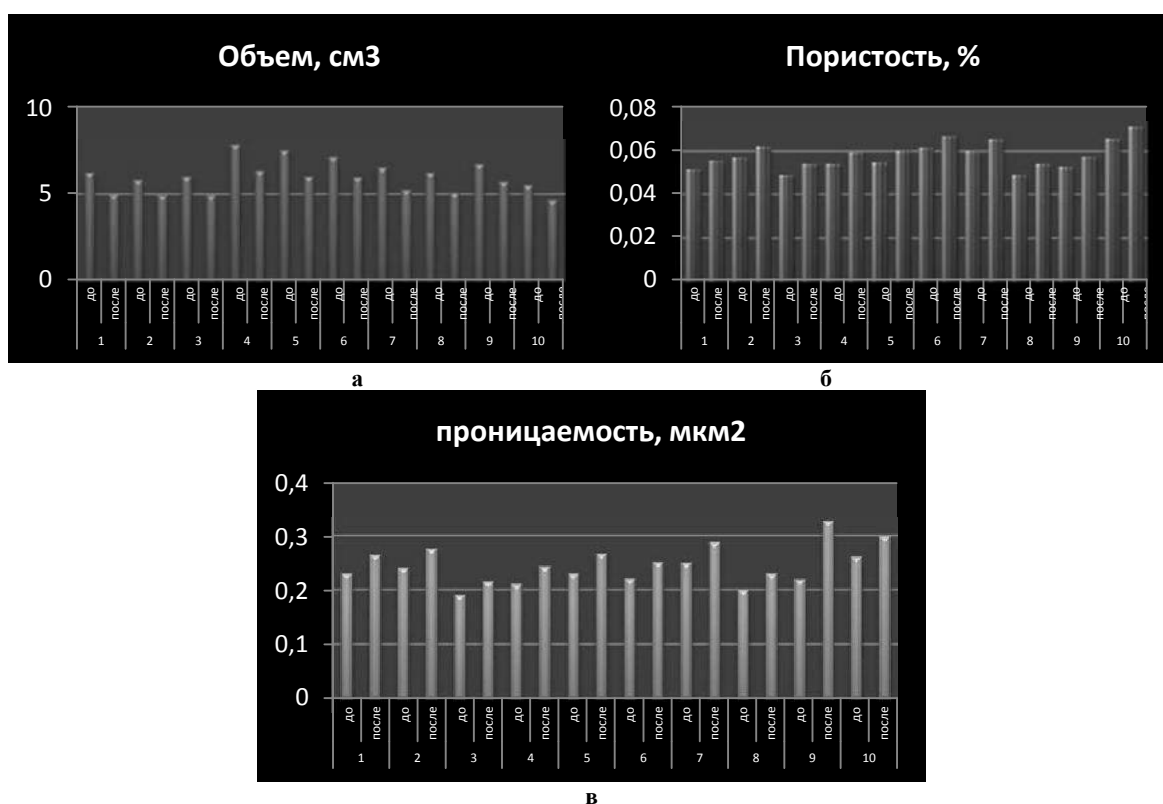


Рис.2 Графики показателей проведенных испытаний, а- объем, б – пористость, в – проницаемость

Литература

1. Ащепков М. Ю. Дилатационно-волновое воздействие на нефтяные пласты: Дис. д-ра техн. наук: 25.00.17. Уфа, 2003, – 140 с.
2. Дыбленко В.П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 80 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ КОМПОЗИЦИИ ГАЛКА-НТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА СОСТАВ НЕФТИ

А.В. Переседова, К.А. Степанцова

Научные руководители ассистент М.А. Дучко^{1,2}, ведущий инженер Д.И. Чуйкина²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской Академии наук, г. Томск, Россия

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли в России, а также в других нефтедобывающих странах мира, в настоящее время являются запасы тяжелых, высоковязких нефтей. В течение последних лет качественное состояние сырьевой базы углеводородов России ухудшалось в результате выработки высокопродуктивных нефтяных месторождений и увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, высоковязким нефтям и др.

Наиболее действенным способом добычи высоковязкой нефти остается метод паротеплового воздействия на залежь. Однако при закачке пара возникает проблема низкого охвата пласта паром, из-за чего эффективность такого воздействия на поздней стадии разработки снижается. Повысить эффективность паротеплового воздействия можно путем его сочетания с физико-химическими методами, основанными на использовании гелеобразующих и нефтевытесняющих композиций [1].

Для увеличения нефтеотдачи залежей с трудноизвлекаемыми запасами, в частности, юрских отложений Западной Сибири и пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, в Институте химии нефти СО РАН предложена комплексная технология с применением гелеобразующих и

нефтьевытесняющих композиций, обеспечивающая увеличение охвата заводнением и паротепловым воздействием наряду с увеличением коэффициента вытеснения и интенсификацией разработки.

В основе действия гелеобразующей композиции ГАЛКА-НТ лежит способность системы «соль алюминия-карбамид-вода» непосредственно в пласте генерировать неорганический гель (золь) и углекислый газ. При этом возрастает охват пласта при закачке воды или пара в области температур 30 – 320 °С [1,6,7]. В пласте за счет его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя карбамид гидролизуетсся с образованием аммиака и углекислого газа, что приводит к постепенному повышению pH раствора. Когда pH достигает значения 3,8 – 4,2, происходит гидролиз ионов алюминия, после чего во всем объеме раствора практически мгновенно образуется гель гидроксида алюминия [2].

Применение методов увеличения нефтеотдачи может приводить к изменению состава и свойств пластовых нефтей за счет химического превращения компонентов добываемой нефти (воздействие высоких температур, химических реагентов, окисление минерализованной водой, воздействие микроорганизмов), а также за счет процесса доотмыва нефти и вовлечения остаточных нефтей низкопроницаемых коллекторов пласта [5].

Нефти Усинского месторождения отличаются повышенным содержанием ванадиловых комплексов порфиринов (VO-P), максимальные концентрации которых зафиксированы в нефтях на северо-западе месторождения. Нефти с высоким содержанием ванадия используются для его промышленного получения, что связано, в первую очередь, с его наибольшей по сравнению с другими металлами распространенностью в нефтях. Ванадий относится к числу наиболее важных стратегических материалов, что, в основном, обусловлено его применением в производстве сталей и цветных сплавов, где он является незаменимым легирующим элементом.

Устойчивость порфиринового макроцикла обеспечила сохранность тетрапиррольных пигментов в различных геологических условиях. Различная реакционная способность периферических групп хлорофиллов и геминов позволяет установить основные факторы, под воздействием которых происходила трансформация органического материала, и определяет возможность использования данных о составе тетрапиррольных пигментов в качестве индикаторов условий накопления органического вещества и путей формирования месторождений каустобиолитов. В частности, данные о составе и особенностях строения нефтяных порфиринов могут способствовать повышению эффективности нефтеразведочных работ, а также решению проблем, связанных с происхождением нефти. Большое внимание исследователей к этим соединениям объясняется тем, что, будучи составными структурами биохимически важных соединений, они служат свидетелями геохимической истории той или иной осадочной породы, а также генезиса горючих полезных ископаемых [4]. В связи с этим представляет интерес исследование влияния физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на содержание порфиринов в нефти.



Рис. Молекулярно-массовое распределение n-алканов в исследованной нефти

В качестве объектов исследования были выбраны образцы тяжелой высоковязкой нефти Усинского месторождения (скважина 31) до (дата отбора 01.08.2014 г.) и после (дата отбора 30.04.2015 г.) внесения гелеобразующей композиции ГАЛКА-НТ для повышения нефтеотдачи. Методом жидкостно-адсорбционной хроматографии нефть была разделена на неполярную и две полярные фракции, в качестве элюентов использовали последовательно гексан, четыреххлористый углерод и смесь бензола с хлороформом в соотношении 1:1. Методом газовой хроматографии-масс-спектрометрии в неполярной гексановой фракции исследовали молекулярно-массовое распределение n-алканов (масс-спектрометр высокого разрешения DFS, TermoElectron Finnigan DFS, Германия предоставлен центром коллективного пользования ТомЦКП СО РАН). Содержание функциональных групп в нефти до и после внесения композиции определяли методом ИК-спектроскопии на приборе ИК-Фурье спектрометре NICOLET 5700 (разрешение 4 см⁻¹, число сканов пробы – 64) в диапазоне 4000–430 см⁻¹. Фракции, полученные элюированием четыреххлористым углеродом, были

проанализированы на содержание никельпорфиринов, а бензол-хлороформенные фракции – на содержание ванадилпорфиринов методом УФ-спектроскопии на спектрофотометре с автоматической регистрацией спектра типа Specord UV-Vis. Для ванадиловых и никелевых порфиринов максимальному поглощению на фоновой кривой области поглощения соответствуют длины волн 570 нм и 550 нм.

После внесения композиции содержание порфиринов в нефти увеличилось: во фракции, полученной элюированием четыреххлористым углеродом, содержание никельпорфиринов возросло в 2,1 раз, а в бензол-хлороформенной фракции содержание ванадилпорфиринов увеличилось в 1,6 раза.

На рисунке представлено молекулярно-массовое распределение н-алканов в нефти до и после внесения композиции ГАЛКА-НТ.

После внесения композиции для повышения нефтеотдачи характер молекулярно-массового распределения н-алканов практически не изменился. Небольшое увеличение доли низкомолекулярных гомологов C_{12} и C_{16} свидетельствует о вовлечении в разработку ранее не дренируемой нефти, содержащей более легкие углеводороды.

Общий вид ИК-спектров полярных фракций после внесения композиции также практически не изменился. При этом в бензол-хлороформенной фракции повысилась интенсивность полос в области 3240–3270 $см^{-1}$, характерных для хлористых солей аминокислот, и 1607 $см^{-1}$, отвечающей за деформационные колебания первичных аминов [3]. Повышение содержания аминов в нефти связано с высвобождением аммиака при гидролизе карбамида, входящего в состав композиции ГАЛКА-НТ.

Данные ИК-спектроскопии и газовой хроматографии-масс-спектрометрии указывают на то, что закачка в пласт гелеобразующей композиции ГАЛКА-НТ не влияет на состав органических соединений нефти. Содержание ванадил- и никельпорфиринов в нефти после внесения композиции возрастает за счет вовлечения в разработку нефтяных пропластков, которые ранее были изолированы от контакта с закачиваемой водой. Полученные данные свидетельствуют об эффективности применяемой композиции для повышения нефтеотдачи.

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007. – Т.76. – № 10. – С. 1034 – 1052.
2. Алтунина Л.К. Термотропные гели, золи и композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 6. – С. 27 – 32.
3. Казицина Л.А., Куплетская Н.Б. Применение УФ-, ИК- и ЯМР-спектроскопии в органической химии. – М.: «Высшая школа», 1971. – 264 с.
4. Серебrenникова О.В. Эволюция тетрапиррольных пигментов в осадочных отложениях. – Новосибирск: Наука. Сиб. Отд-ние, 1988. – 141 с.
5. Шерстюк С.Н. Изменение состава и свойств высоковязких нефтей Усинского месторождения при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи // Автореферат. Дис. ... канд. хим. наук – Томск, 2011.
6. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Improved oil recovery of high viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments // Oil & Gas Science and Technology. – 2008. – V. 63. – № 1. – P. 37 – 48.
7. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Thermotropic Inorganic Gels for Enhanced Oil Recovery // Oil & Gas Journal Russia. – 2008. – 5 (18). – № 1. – P. 64 – 72.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В УСЛОВИЯХ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Н.С. Полякова

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В последние годы в мировой практике для интенсификации выработки трудноизвлекаемых запасов нефти все большую актуальность приобретает относительно новая технология повышения нефтеотдачи пласта – водогазовое воздействие (ВГВ). Источником закачиваемого газа может стать попутный нефтяной газ. Чередующаяся закачка углеводородного газа под высоким давлением в сочетании с заводнением является перспективным методом увеличения нефтеотдачи пласта в условиях Западной Сибири, поскольку данный метод позволит совместить основное преимущество заводнения, заключающееся в близости вязкостных характеристик воды и нефти, достигаемом за счет этого значительном коэффициенте охвата, и главное достоинство закачки газа – высокие значения коэффициента вытеснения.

На основании обзора литературных источников по применению ВГВ стоит отметить, что нет четкого представления об объемах и времени закачиваемых вытесняющих агентов, а также выборе стадии разработки для проведения опытно-промышленных работ по ВГВ. Но главным недостатком проектов по ВГВ является не учет насыщенности пластовой системы, т.е. соотношения давления насыщения и пластового давления на момент применения ВГВ.

Для воспроизведения картины влияния модели пластовой системы на эффективность ВГВ использовался программный комплекс Tempest, в котором создана универсальная гидродинамическая модель. Основные геолого-физические характеристики залежи получены на основе усредненных средневзвешенных параметров верхнеюрских отложений месторождений, приуроченных к Нижневартовскому своду: пористость 0,16 д.ед.; проницаемость – 0,025 мкм²; пластовая температура – 91 °С; начальное пластовое давление – 26 МПа.